

Тепловые процессы в технике. 2024. Т. 16. № 9. С. 436–444
Thermal processes in engineering, 2024, vol. 16, no. 9, pp. 436–444

Научная статья

УДК 532.546

URL: <https://tptmai.ru/publications.php?ID=183978>

EDN: <https://www.elibrary.ru/IAIUZP>

Исследование влияния равновесной конденсации на температурное поле в газоконденсатном пласте с учетом баротермического эффекта

С. Буджогра¹, Р.Ф. Шарафутдинов², И.В. Канафин³✉

^{1,2,3}Уфимский университет науки и технологий, г. Уфа, Российская Федерация

³vradlik@gmail.com✉

Аннотация. Термогидродинамические свойства газоконденсатной смеси существенно влияют на поведение неізотермического потока в пласте. Рассматриваются особенности формирования температурного поля в пласте при варьировании массовой концентрации конденсата в газовой фазе, теплоты конденсации, коэффициента Джоуля-Томсона газа и вязкости фаз.

Актуальность этих исследований температурных полей с учетом термодинамических эффектов и теплоты конденсации связана с применением термометрии скважин при контроле за разработкой газоконденсатных пластов. Важность данных исследований связана также с тем, что в последнее время все большее внимание уделяется вопросам перехода от качественной к количественной интерпретации данных термометрии скважин при многофазных потоках.

Показано, что вариация вязкости конденсата, коэффициента Джоуля-Томсона газа, концентрации конденсата и теплоты конденсации приводят к изменению как расхода газа из пласта, так и времени стабилизации расхода газа и температуры на выходе из пласта. При этом, могут наблюдаться изменения температурных аномалий в сторону снижения температуры, так и повышения в зависимости от величин, характеризующих состояние газоконденсатной смеси.

Ключевые слова: газоконденсатная залежь, эффект Джоуля-Томсона, адиабатический эффект, закон Генри, теплота конденсации

Благодарности, финансирование. Работа выполнена при финансовой поддержке Российского научного фонда (проект № 23-77-01066, <https://rscf.ru/project/23-77-01066/>).

Для цитирования. Буджогра С., Шарафутдинов Р.Ф., Канафин И.В. Исследование влияния различных параметров на температурное поле баротермического эффекта в газоконденсатном пласте // Тепловые процессы в технике. 2024. Т. 16. № 9. С. 436–444. URL: <https://tptmai.ru/publications.php?ID=183978>

Original article

Investigation of the influence of various parameters on the temperature field of the barothermal effect in a gas-condensate formation

S. Boudjoghra¹, R.F. Sharafutdinov², I.V. Kanafin³✉

^{1,2,3}*Ufa University of Science and Technology, Ufa, Russian Federation*

³*vradlik@gmail.com*✉

Abstract. Thermohydrodynamic properties of gas condensate mixture significantly affect the behavior of non-isothermal flow in the reservoir. The features of formation of temperature field in the reservoir with variation of mass concentration of condensate in the gas phase, heat of condensation, Joule-Thomson coefficient of gas and viscosity of phases are considered.

The relevance of these studies of temperature fields taking into account thermodynamic effects and heat of condensation is associated with the use of well temperature logging in monitoring the development of gas condensate reservoirs. The importance of these studies is also related to the fact that recently more and more attention has been paid to the issues of transition from qualitative to quantitative interpretation of well temperature logging data, especially with multiphase flows and phase transformations, ambiguities may arise in the interpretation of production data. It is of interest to study the influence of thermohydrodynamic parameters on the formation of the temperature field in a gas condensate reservoir during gas condensate filtration taking into account thermodynamic effects and condensation heat. For this purpose, a mathematical model of non-isothermal gas condensate filtration is used taking into account thermodynamic effects and condensation heat. In this case, modeling non-isothermal filtration of gas condensate taking into account thermodynamic effects involves taking into account changes in temperature and pressure when gas condensate passes through a porous medium. This includes taking into account phase behavior and such properties as condensation and evaporation, as well as their influence on flow behavior. The temperature and composition of the gas condensate significantly affect the phase equilibrium and flow behavior. Changes in temperature can change the phase state, and changes in fluid composition can lead to different phase equilibria.

It is shown that variation of condensate viscosity, Joule-Thomson coefficient of gas, condensate concentration and heat of condensation lead to change of both gas flow rate from the reservoir and time of stabilization of gas flow rate and temperature at the outlet of the reservoir. In this case, changes in temperature anomalies can be observed in the direction of both a decrease in temperature and an increase, depending on the values characterizing the state of the gas condensate mixture.

Keywords: gas-condensate reservoir, Joule-Thomson effect, adiabatic effect, Henry's law, heat of condensation

Acknowledgements. The research was supported by the Russian Science Foundation (project No. 23-77-01066, <https://rscf.ru/en/project/23-77-01066/>).

For citation. Boudjoghra S., Sharafutdinov R.F., Kanafin I.V. Investigation of the influence of various parameters on the temperature field of the barothermal effect in a gas-condensate formation. *Thermal processes in engineering*. 2024, vol. 16, no. 9, pp. 436–444. (In Russ.). URL: <https://tptmai.ru/publications.php?ID=183978>

Введение

Одним из основных методов при контроле за эксплуатацией газоконденсатных пластов является термометрия, показания которого зависят

от многих гидродинамических и термодинамических параметров: содержания конденсата, вязкостей газа и конденсата, проницаемости пласта, коэффициентов Джоуля-Томсона газа и конден-

сата, теплоты конденсации и т.д. Учет влияния изменения этих параметров на температурное поле позволяет повысить информативность термометрии при решении задач по определению работающих интервалов, оценки состояния призабойной зоны пласта, определении заколонных перетоков. Изучению фильтрации газоконденсата посвящены многочисленные публикации отечественных и зарубежных исследователей [1–10]. Например, работа [10] посвящена экспериментальному определению относительной фазовой проницаемости фаз при фильтрации газоконденсатной смеси при высоких давлениях и температуре. Изучению влияния термодинамических параметров на температурное поле посвящены работы [11–12]. В работе [11] рассматривается новый подход для получения корреляционной зависимости вязкости газа, т.к. данный параметр является критически важным для прогнозирования параметров газового конденсата.

В последнее время все большее внимание уделяется вопросам количественной интерпретации данных термометрии скважин [13–14]. При этом, моделирование неізотермической фильтрации газового конденсата с учетом термодинамических эффектов предполагает учет изменения температуры и давления при прохождении газового конденсата через пористую среду. Это включает в себя учет фазового поведения и таких свойств, как конденсация и испарение, а также их влияние на поведение потока. Температура и состав газоконденсата существенно влияют на фазовое равновесие и поведение потока. Изменения температуры могут изменить фазовое состояние, а изменение состава флюида может привести к различным фазовым равновесиям. Оба фактора влияют на вязкость, плотность и другие свойства текучести жидкостей [15–17].

В связи с этим, представляет интерес изучение влияния термогидродинамических параметров на формирование температурного поля в газоконденсатном пласте при фильтрации газового конденсата с учетом термодинамических эффектов и теплоты конденсации. Для этого используется математическая модель неізотермической фильтрации газоконденсата с учетом термодинамических эффектов и теплоты конденсации [18].

Материалы и методы

Рассмотрение фильтрации двухкомпонентного газа, состоящего из компонента газа и конденсата, в однородном пласте осуществляется на основе нестационарного температурного поля с учетом термогидродинамических эффектов: эффекта Джоуля-Томсона, адиабатического эффекта, и теплоты конденсации газа. Основу численной модели составляет модель нелетучей нефти (black oil) с учетом линейного закона фильтрации Дарси для отдельных фаз. Не учитываются капиллярные эффекты, диффузионный перенос массы, тепловые потери в подстилающие и покрывающие породы также пренебрегаются. Подразумевается однотемпературная постановка.

Геометрия задачи приведена на рис. 1. В области пласта, где давление выше давления конденсации газа наблюдается однофазная фильтрация газа, в призабойной части пласта, где давление становится ниже давления конденсации, происходит выпадение конденсата из газовой фазы и наблюдается двухфазная фильтрация.

В рассматриваемой модели предполагается, что газовая фаза состоит из двух компонентов: газового компонента и конденсата, а жидкая фаза – только из конденсата. Равновесная массовая концентрация конденсата в газовой фазе подчиняется закону Генри.

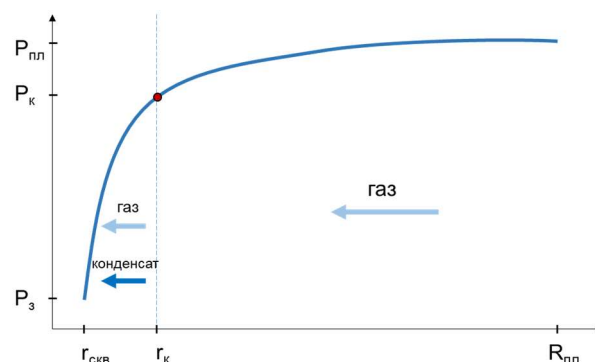


Рис. 1. Геометрия задачи фильтрации газоконденсатной смеси в пласте

Уравнения сохранения массы включают уравнение для выпавшего конденсата и конденсата в газовой фазе, а также уравнение для компонента газа аналогично модели нелетучей нефти:

$$\frac{\partial}{\partial t} [\phi \{ \rho_1 S_1 + \rho_2 C_{21} S_2 \}] + \text{div} [\rho_1 \vec{v}_1 + \rho_2 C_{21} \vec{v}_2] = 0 \quad (1)$$

$$\frac{\partial}{\partial t} [\phi \rho_2 S_2 (1 - C_{21})] + \text{div} [\rho_2 (1 - C_{21}) \vec{v}_2] = 0 \quad (2)$$

Здесь индексы: 1 – жидкая фаза, 2 – газовая фаза. Обозначено: ϕ – пористость, ρ – плотности фаз, S – насыщенность, $\vec{v}$ – скорость фильтрации, C_{21} – массовая доля конденсата в газовой фазе.

Уравнение притока тепла будем рассматривать в следующем виде с учетом эффекта Джоуля-Томсона, адиабатического эффекта, теплоты конденсации газа, конвективного и кондуктивного теплопереноса, в однотемпературной формулировке:

$$\begin{aligned} & \frac{\partial}{\partial t} (\phi [\rho_1 c_1 S_1 + \rho_2 c_2 S_2] T + [1 - \phi] \rho_0 c_0 T) + \\ & + \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} (r [\rho_1 c_1 v_1 + \rho_2 c_2 v_2] T) = \\ & = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \lambda_r \frac{\partial T}{\partial r} \right) + J_{21} (c_2 - c_1) T + J_{21} \chi_{21} + \\ & + m (\rho_1 c_1 S_1 \eta_1 + \rho_2 c_2 S_2 \eta_2) \frac{\partial P}{\partial t} + (\varepsilon_1 \rho_1 c_1 v_1 + \varepsilon_2 \rho_2 c_2 v_2) \frac{\partial P}{\partial r} \end{aligned} \quad (3)$$

В качестве замыкающих соотношений:

$$\begin{aligned} S_1 + S_2 &= 1 \\ C_{21} + C_{22} &= 1 \end{aligned} \quad (4)$$

Во всех уравнениях используются следующие параметры: T – температура, P – давление, v_i – скорости фильтрации фаз, c_i – удельная теплоемкость фаз, S_i – насыщенности пласта фазами, C_i – массовая концентрация компонентов в газовой фазе, c_0 – удельная теплоемкость скелета горной породы, ρ_i – плотности фаз, m – пористость пласта, ε_i – коэффициент Джоуля-Томсона фаз, η_i – адиабатический коэффициент фаз, λ_r – радиальная теплопроводности, J_{21} – интенсивность переноса массы из газовой фазы в жидкую, χ_{21} – удельная теплота конденсации газа.

Для дискретизации системы уравнений (1)–(3) используется метод контрольного объема. Полученная система нелинейных уравнений решается численно методом Ньютона.

Начальные и граничные условия:

$$\begin{aligned} P(r) \Big|_{t=0}^{0 \leq r \leq R_{nl}} &= P_{nl}, \\ T(r) \Big|_{t=0}^{0 \leq r \leq R_{nl}} &= T_0 \\ P(r_{скв}, t) &= P_3(t) \\ P(R_{nl}, t) &= P_{nl} \quad T(R_{nl}, t) = T_0 \end{aligned} \quad (5)$$

где $P_3(t)$ – давление в скважине, P_{nl} – пластовое давление, T_0 – пластовая температура, $r_{скв}$ – радиус скважины, R_{nl} – радиус контура питания.

Для определения массовой концентрации конденсата в газовой фазе используется равновесный закон Генри:

$$C_{21}(P) = \begin{cases} \frac{1}{1 + \frac{\rho_2^n}{\rho_1^n R \cdot P}}, & \text{для } P < P_\kappa \\ \frac{1}{1 + \frac{\rho_2^n}{\rho_1^n R \cdot P_\kappa}}, & \text{для } P \geq P_\kappa \end{cases} \quad (6)$$

где R – коэффициент растворимости Генри, ρ_i^n – плотности газового и конденсатного компонентов при нормальных условиях, $P_{b.p.}$ – давление начала конденсации газа.

Фазовые проницаемости задаются как зависимости от насыщенностей фаз [19]:

$$\begin{aligned} k_1(S_1) &= \begin{cases} 0, & S_1 \leq 0.2 \\ \left(\frac{S_1 - 0.2}{0.8} \right)^{5.5}, & 0.2 < S_1 \leq 1 \end{cases} \\ k_2(S_2) &= (S_2)^{0.9} \end{aligned} \quad (7)$$

Результаты тестирования на рис.2 показали адекватность математической модели в сравнении с известным решением аналогичной задачи, полученной другими авторами [18].

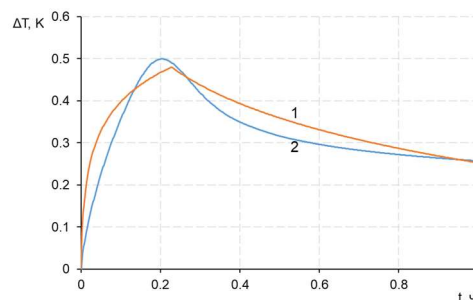


Рис 2. Сравнение численного решения с аналитическим изменения температуры на стенке скважины. Шифр кривых: 1 – аналитическое решение, 2 – численное решение

Исследование влияния параметров, характеризующих свойства газоконденсатной смеси проведено на основе многовариантных численных экспериментов.

В качестве варьируемых параметров в модели заданы: массовая концентрация конденсата, теплота конденсации, коэффициент Джоуля-Томсона газа и вязкость конденсата. Значения параметров, используемые в расчетах, приведены в табл. 1.

Таблица 1. Варьируемые параметры

Теплота конденсации, L (кДж/кг)	200	300	400
Коэффициент Джоуля-Томсона газа, ε_2 (К/атм.)	-0,3	-0,4	-0,45
Начальная массовая концентрация конденсата, C_{21} (кг/кг)	0,2	0,3	0,4
Вязкость конденсата, μ_1 (1сП=0,001 Па·с)	2	5	10

Результаты и обсуждение

Ниже рассматриваются результаты расчета формирования температурного поля в пласте при фильтрации газового конденсата с вариацией параметров (табл. 1). На рис. 4 показаны результаты расчета изменения дебита конденсата при варьировании начальной концентрации конденсата в газовой фазе: 0,2, 0,3 и 0,4 кг/кг. При повышении концентрации конденсата в газовой фазе наблюдается увеличение количества выпавшего конденсата (рис. 4) и соответственно снижение дебита газа (рис. 5). С течением времени наблюдается стабилизация дебитов конденсата и газа.

Изменение температуры на рис. 3 связано с динамикой дебита конденсата (рис. 4) и газовой фазы (рис. 5) при варьировании концентрации конденсата в газовой фазе: 0,2; 0,3 и 0,4 кг/кг. В формировании температурного поля отмечаются участки немоного (начальные моменты времени работы пласта) и монотонного (в поздние моменты времени) снижения температуры. Немонотонность в изменении температуры является результатом влияния термодинамических эффектов и теплоты конденсации (рис. 3).

При небольшой концентрации конденсата (меньше 0,2 кг/кг) напротив пласта при теплоте конденсации 200 кДж/кг наблюдается только отрицательная температурная аномалия. При концентрации 0,4 кг/кг в первые моменты работы пласта в его прискважинной зоне наблюдается положительная температурная аномалия, которая сменяется резким снижением температу-

ры. Также следует, что с увеличением концентрации конденсата достигается максимальный температурный разогрев в начальный момент, сужается интервал времени наблюдения немоного характера температурного поля, что связано с различной скоростью фильтрации многофазного флюида в пористой среде. В поздние моменты работы пласта с увеличением концентрации конденсата устанавливается меньшая по величине отрицательная температурная аномалия.

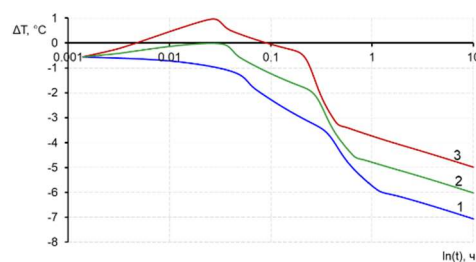


Рис. 3. Изменение температуры на выходе из пласта от времени при различной концентрации конденсата в газе. Шифр кривых: 1 – 0,2 кг/кг, 2 – 0,3 кг/кг, 3 – 0,4 кг/кг

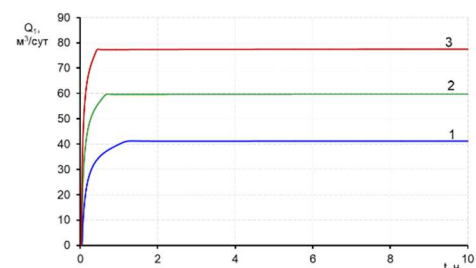


Рис. 4. Изменение дебита конденсата от времени при различной концентрации конденсата в газе. Шифр кривых: 1 – 0,2 кг/кг, 2 – 0,3 кг/кг, 3 – 0,4 кг/кг

Из рис. 4 и 5 следует, что увеличение концентрации конденсата существенно снижает расход газа из пласта. Также отмечается, что снижение концентрации конденсата приводит к увеличению времени стабилизации дебита газа из пласта (рис. 5).

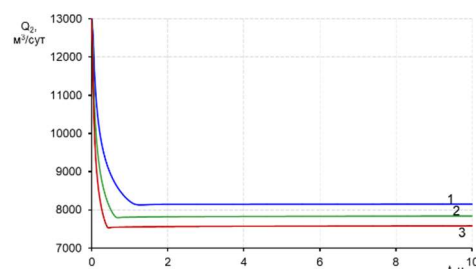


Рис. 5. Изменение дебита газа от времени при различной концентрации конденсата. Шифр кривых: 1 – 0,2 кг/кг, 2 – 0,3 кг/кг, 3 – 0,4 кг/кг

Дальнейшие исследования изменения температуры на выходе из пласта проведены при вариации теплоты конденсации: 200, 300 и 400 кДж/кг (рис. 6) с начальной концентрацией конденсата 0,2 кг/кг. Из полученных зависимостей распределения температуры следует, что напротив пласта наблюдается только отрицательная температурная аномалия при теплоте конденсации меньше 200 кДж/кг. При значениях больше указанной величины можно отметить временной интервал с положительной температурной аномалией сразу после пуска пласта в работу. Увеличение теплоты конденсации приводит к росту максимального разогрева и времени наблюдения положительной температурной аномалии. В поздние моменты напротив пласта устанавливается отрицательная температурная аномалия. При этом величина отрицательной аномалии уменьшается с увеличением теплоты конденсации. Это связано с тем, что в первые моменты работы скважины на температурное поле оказывает влияние термодинамические процессы (эффекты Джоуля-Томсона и теплота конденсации) только при скважинной зоне пласта, а в дальнейшие моменты работы скважины оказывает влияние отдаленная часть пласта. Т.е. эффект Джоуля-Томсона от дросселирования газовой фазы перекрывает теплоту конденсации, и поэтому наблюдается отрицательная температурная аномалия.

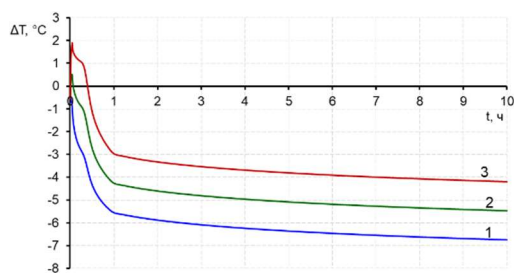


Рис. 6. Изменение температуры на выходе из пласта от времени при вариации теплоты конденсации. Шифр кривых: 1 – 200 кДж/кг, 2 – 300 кДж/кг, 3 – 400 кДж/кг

Далее рассмотрим влияние коэффициента Джоуля-Томсона газа на формирование температурного поля при начальной концентрации конденсата 0,2 кг/кг и теплоте конденсации 300 кДж/кг. Во всех трех рассмотренных случаях сразу после начала работы пласта наблюдается положительная температурная аномалия. При меньшей величине коэффициента Джоуля-Том-

сона продолжительность времени наблюдения положительной температурной аномалии больше, чем при больших значениях рассматриваемого коэффициента.

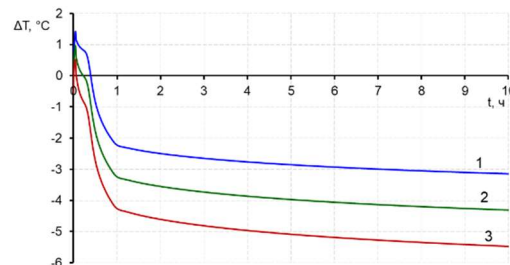


Рис. 7. Изменение температуры на выходе из пласта от времени при вариации коэффициента Джоуля-Томсона газа. Шифр кривых: 1 – -0,3 К/атм, 2 – -0,35 К/атм, 3 – -0,4 К/атм

Состав газовой фазы в газоконденсатной смеси может быть различным, поэтому и значение его динамической вязкости, коэффициента Джоуля-Томсона, количество выделившегося тепла при конденсации может сильно отличаться. Рассмотрим, как будет влиять изменение вязкости выпавшего конденсата на формирование температурного поля в пласте. На рис. 8 показано изменение температуры на выходе из пласта для разных значений динамической вязкости конденсата: 2, 5, 10 сП, при этом теплота конденсации 300 кДж/кг, а концентрация конденсата 0,2 кг/кг. Из рис.8 видно, что изменение вязкости конденсата приводит к изменению темпов изменения температуры во времени. При всех рассмотренных случаях сразу после начала работы пласта наблюдается положительная аномалия.

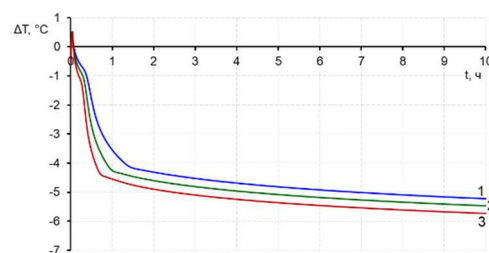


Рис. 8. Изменение температуры на стенке скважины от времени при вариации вязкости конденсата. Шифр кривых: 1 – 2 сП, 2 – 5 сП, 3 – 10 сП

С повышением вязкости конденсата наблюдается увеличение отрицательной температурной аномалии. Такое поведение температурной аномалии объясняется изменением подвижности

жидкой фазы и темпами выделения тепла при конденсации газа. С течением времени, наблюдается снижение температуры за счет влияния дроссельного охлаждения газа, притекающего из отдаленной части пласта.

На рис. 9 приведены результаты промысловых исследований скважины № 1 газоконденсатного месторождения. На рисунке представлены кривые гамма каротажа (ГК), ПС, термограмм (1 – фоновый замер (кривая 1), 2 – при работе пласта (кривая 2), 3 – после остановки скважины (кривая 3)), плотности (1 – фоновый, 2 – при работе пласта, 3 – после остановки), влагометрии (1 – фоновый, 2 – при работе пласта, 3 – после остановки). Снижение температуры в перфорированном интервале (4) относительно геотермической на данной глубине показывает, что из пласта притекает газовая фаза. Изменение температуры (кривая 2, рис. 9) в работающей скважине при этом составляет 7°C (давление 14,8 МПа). При повышении давления (17,3 МПа), за счет снижения количества выделившегося из газа конденсата, уменьшения влияния теплоты конденсации при этом и увеличении вклада охлаждения за счет эффекта Джоуля-Томсона газа наблюдается снижение температуры (кривая 3, рис. 9). Такое поведение температуры подтверждается данными изменения плотности и влагометрии.

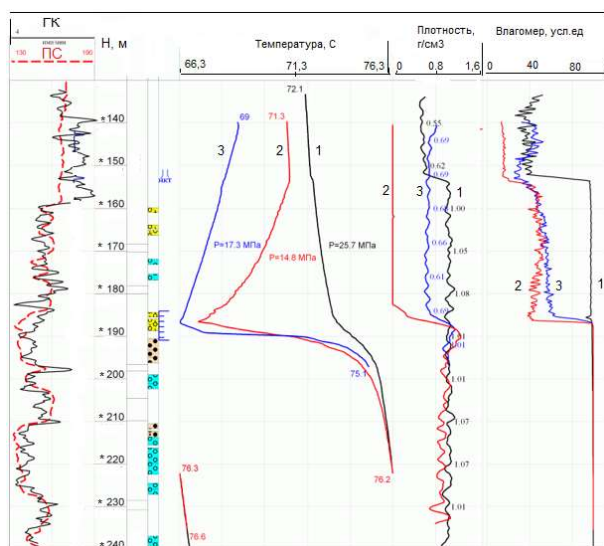


Рис. 9. Результаты промысловых исследований скважины №1. Шифр кривых: 1 – фоновый замер, 2 – в режиме работы скважины, 3 – после остановки скважины

Согласно расчетным данным изменения температуры рис. 2, при концентрации конденсата

0,2 кг/кг (кривая 1, рис. 2) при работе скважины в течение 10 часов температура понижается на 7°C , что соответствует данным температурных аномалий, приведенных на кривой 2 рис. 9 при работе пласта.

Заключение

Изучено влияние таких параметров как теплота конденсации, концентрация конденсата и вязкость конденсата на формирование температурного поля в пласте:

- на выходе из пласта во времени отмечаются участки повышения и снижения температуры, наличие максимума температурной аномалии как результат влияния термодинамических эффектов и теплоты конденсации;

- увеличение концентрации конденсата приводит к повышению максимального разогрева газоконденсатной смеси;

- с течением времени после пуска скважины в работу напротив пласта наблюдаются отрицательные температурные аномалии, величина которых зависит от концентрации конденсата;

- при уменьшении величины коэффициента Джоуля-Томсона газа продолжительность времени наблюдения положительной температурной аномалии увеличивается;

- с повышением вязкости конденсата наблюдается увеличение отрицательной температурной аномалии.

Полученные зависимости температурного поля от рассмотренных параметров и особенности формирования температурного поля при фильтрации газового конденсата могут быть полезны при интерпретации данных термометрии в скважинах, эксплуатируемых газоконденсатную залежь.

Список источников

1. Al-Hadramiak, Elliott, Ingham. A new model for viscous dispersion in a porous medium with a wide range of resistance values // *Transporousmedia*. 2003. Т. 53. № 1. pp. 117–122. DOI: 10.1023/A:1023557332542
2. Гиматулинов Ш.К. Физика нефтяного и газового пласта. М.: Недра, 1971. 312 с.
3. Валиуллин Р.А., Шарафутдинов Р.Ф., Садретдинов А.А. и др. Исследование радиальноуглового распределения температуры при неизотермической двухфазной фильтрации нефти и воды // *Прикладная механика и техническая физика*. 2008. Т. 49. № 6. С. 124–130.

4. El Aily M., Khalil M.H.M., Desouky S.M., et al. Experimental studies on constant massvolume depletion of gascondensate systems // *Egyptian Journal of Petroleum*. 2013. V. 22. № 1. pp. 129–136. DOI: 10.1016/j.ejpe.2012.06.003
5. Fourier J.B.J. 2009. *Théorie analytique de la chaleur* // Cambridge University Press. DOI: 10.1017/CBO9780511693229
6. Roussennac B. *Gas Condensate Well Test Analysis: Master's report*. Stanford: Stanford University, 2001. 121 p.
7. Skiba A.K. Construction of a gas condensate field development model // *Open Computer Science*. 2022. Vol. 12. № 1. pp. 103–111. DOI: 10.1515/comp20200226
8. Sarfraz A.J., Djebbar T. Establishing Inflow Performance Relationship (IPR) for Gas Condensate Wells // *SPE Gas Technology Symposium (Calgary, Alberta, Canada, 2002. SPE 75503.)*.
9. Chachar M.H., Jokhio S.A., Tunio A.H. et al. Establishing IPR in Gas-Condensate Reservoir: An Alternative Approach // *Eng. Technol. Appl. Sci. Res.* 2019 Vol. 9. № 6. pp. 5011–5015.
10. Cui S., Wu Q., Wang Z. Estimating the Influencing Factors of Gas–Water Relative Permeability in Condensate Gas Reservoirs under High-Temperature and High-Pressure Conditions // *Processes*. 2024. Vol. 12. DOI: 10.3390/pr12040728
11. Faraji F., Ugwu J., Nabhani F., Lin P.C. Development of inflow performance model in high temperature gas-condensate reservoirs // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2019. DOI: 10.1016/j.petrol.2019.06.033
12. Zhang C., Gu Z., Cao L. et al. Effect of Pressure and Temperature Variation on Wax Precipitation in the Wellbore of Ultradeep Gas Condensate Reservoirs // *SPE J.* 2024. Vol. 29. pp. 1589–1604. DOI: 10.2118/218373-PA
13. Валиуллин Р.А., Рамазанов А.Ш., Хабилов Т.Р. и др. Опыт использования симуляторов при интерпретации термических и термогидродинамических исследований. *ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти*. 2022. Т. 7. № 1. С. 99–109. DOI: 10.51890/2587-7399-2022-7-1-99-109
14. Валиуллин Р.А., Шарафутдинов Р.Ф., Рамазанов А.Ш. и др. Количественная интерпретация данных термогидродинамических исследований скважин при многофазных потоках // *Нефтяное хозяйство*. 2022. № 3. С. 61–66.
15. Гужов Н.А., Бузинова О.В. Проблемы моделирования начальных составов и термодинамического состояния газоконденсатных систем месторождений // *Научно-технический сборник «Вести газовой науки»: Проблемы разработки газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений*. 2014. № 4(20). С. 127–134.
16. Киселев Д.А., Шевелёв А.П., Гильманов А.Я. Адаптация алгоритма расчета фазового равновесия многокомпонентной системы применительно к месторождениям с неопределенностью в исходных данных // *Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ энергетика*. 2019. Т. 5. № 2. С. 105–120. DOI: 10.21684/2411-7978-2019-5-2-105-120
17. Кравцов А.В., Ушева Н.В., Князев А.С. и др. Моделирование процессов теплообмена при промышленной подготовке газа и газового конденсата на Северо-Васюганском месторождении // *Известия Томского политехнического университета*. 2005. Т. 308. № 5. С. 101–104.
18. Шарафутдинов Р.Ф., Канафин И.В., Буджогра С. Исследование температурного поля в газоконденсатных пластах с учетом термодинамических эффектов // *Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика*. 2023. Т. 9. № 4 (36). С. 18–30. DOI: 10.21684/2411-7978-2023-9-4-18-30
19. Зайченко В.М., Майков И.Л., Торчинский В.М. и др. Моделирование процессов фильтрации углеводородов в газоконденсатном пласте // *TBT*. 2009. Т. 47. № 5. С. 701–706.

References

1. Al-Hadrami, Elliott, Ingham. A new model for viscous dispersion in a porous medium with a wide range of resistance values. *Transporousmedia*. 2003;53(1): 117–122. DOI: 10.1023/A:1023557332542
2. Gimatudinov ShK. *Physics of an oil and gas reservoir*. Nedra; 1971. 312 p. (In Russ.).
3. Valiullin RA, Sharafutdinov RF, Sadretudinov AA et al. Radial angular temperature distributions for nonisothermal two-phase filtration of oil and water. *Journal of Applied Mechanics and Technical Physics*. 2008;49(6): 992–997. DOI: 10.1007/s10808-008-0123-2
4. El Aily M, Khalil MHM, Desouky SM et al. Experimental studies on constant massvolume depletion of gascondensate systems. *Egyptian Journal of Petroleum*. 2013;22(1):129–136. DOI: 10.1016/j.ejpe.2012.06.003
5. Fourier JBJ. *Analytical theory of heat*. Cambridge University Press. 2009. DOI: 10.1017/CBO9780511693229
6. Roussennac B. *Gas Condensate Well Test Analysis: Master's report*. Stanford: Stanford University; 2001. 121 p.
7. Skiba AK. Construction of a gas condensate field development model. *Open Computer Science*. 2022;12(1): 103–111. DOI: 10.1515/comp20200226
8. Sarfraz AJ, Djebbar T. Establishing Inflow Performance Relationship (IPR) for Gas Condensate Wells. *SPE Gas Technology Symposium (Calgary, Alberta, Canada, 2002. SPE 75503.)*.
9. Chachar MH, Jokhio SA, Tunio AH et al. Establishing IPR in Gas-Condensate Reservoir: An Alternative Approach. *Eng. Technol. Appl. Sci. Res.* 2019;9(6):5011–5015.
10. Cui S, Wu Q, Wang Z. Estimating the Influencing Factors of Gas–Water Relative Permeability in Condensate Gas Reservoirs under High-Temperature and High-Pressure Conditions. *Processes*. 2024;12. DOI: 10.3390/pr12040728
11. Faraji F, Ugwu J, Nabhani F et al. Development of inflow performance model in high temperature gas

- condensate reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2019. DOI: 10.1016/j.petrol.2019.06.033
12. Zhang C, Gu Z, Cao L et al. Effect of Pressure and Temperature Variation on Wax Precipitation in the Wellbore of Ultradeep Gas Condensate Reservoirs. *SPE J.* 2024; 29:1589–1604. DOI: 10.2118/218373-PA
 13. Valiullin RA, Ramazanov ASH, Khabirov TR et al. Experience in using simulators for interpretation of thermal and thermohydrodynamic studies. *PRONEFT. Professionally about oil.* 2022;7(1):99–109. DOI: 10.51890/2587-7399-2022-7-1-99-109
 14. Valiullin RA, Sharafutdinov RF, Ramazanov ASH et al. Quantitative interpretation of the data of thermohydrodynamic studies of wells with multiphase flows. *Oil industry.* 2022;(3):61–66.
 15. Guzhov NA, Buzinova OV. Problems of modeling the initial compositions and thermodynamic state of gas condensate systems of fields. *Nauchno-tekhnicheskii sbornik «Vesti gazovoi nauki»: Problemy razrabotki gazovykh, gazokondensatnykh i neftegazokondensatnykh mestorozhdenii.* 2014;(4 (20)):127–134. (In Russ.).
 16. Kiselev DA, Shevelev AP, Gil'manov AYa. 2019. Adaptation of algorithm for calculating multicomponent system phase equilibrium for fields with uncertain initial data. *Vestnik Tyumenskogo gosudarstvennogo universiteta. Fiziko-matematicheskoe modelirovanie. Neft', gaz energetika.* 2019;5(2):89–104. DOI: 10.21684/2411-7978-2019-5-2-89-104 (In Russ.).
 17. Kravtsov AV, Usheva NV, Knyazev AS et al. Modeling of heat exchange processes during field treatment of gas and gas condensate at the North Vasyugan field. *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta.* 2005;308(5): 101–104. (In Russ.).
 18. Sharafutdinov RF, Kanafin IV, Budzhogra S. Investigation of the temperature field in gas condensate reservoirs taking into account thermodynamic effects. *Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy,* 2023;9(4):18–30. DOI: 10.21684/2411-7978-2023-9-4-18-30 (In Russ.).
 19. Zaichenko VM, Maikov IL, Torchinskii VM et al. Simulation of Processes of Filtration of Hydrocarbons in a Gas-Condensate Stratum. *High Temperature,* 2009;47(5): 669–674. DOI: 10.1134/S0018151X09050083 (In Russ.).